

производственно-хозяйственным объектам экономии средств за счет проведения грамотной энергетической политики по использованию энергетических ресурсов. Стандарт ISO 50001 создает основы для интеграции вопросов энергоэффективности в общую концепцию менеджмента организации и с другими системами менеджмента.

Определены направленность профессиональной деятельности энергетического менеджера и ряд специализаций магистерской и аспирантской подготовки по специальности «Энергетический менеджмент».

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, показатель энергоэффективности, энергетический менеджмент, энергетический менеджер, специализации по энергоменеджменту.

Надійшла 12.02.2015

Received 12.02.2015

УДК 621.311

О. С. Яндульський, д-р техн. наук, професор, А.Б. Нестерко
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ З ВІРТУАЛЬНОЮ ІНЕРЦІЄЮ НА ПРОЦЕСИ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Вплив відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на основні режимні параметри електроенергетичної системи (ЕЕС) в усталених та перехідних режимах зумовлює зміни в роботі систем керування ЕЕС. В умовах змінного генерування ВДЕ системи керування повинні підтримувати основні режимні параметри в заданих межах та забезпечувати стійку роботу ЕЕС, що є першочерговою задачею керування режимом. Впровадження ВДЕ ставить нові вимоги до швидкодії та інформаційного забезпечення систем керування. Приєднання до мережі ВДЕ за допомогою силових перетворювачів (інверторів) зменшує постійну інерцію ЕЕС, що призводить до пришвидшення перехідних процесів зміни частоти. В статті запропоновані підходи до планування резервів кінетичної енергії ЕЕС та використання контролерів віртуальної інерції вітрових електростанцій для зменшення швидкості перехідних процесів зміни частоти ЕЕС.

Ключові слова: регулювання частоти та потужності, відновлювані джерела енергії, вітрова турбіна, кінетична енергія, інерційний відгук

Вступ

Відомо, що відхилення миттєвої частоти ЕЕС від номінальної характеризує миттєвий небаланс між виробництвом та споживанням електричної енергії. Межі відхилення системної частоти регламентуються ГОСТ 13109-97, при цьому основною задачею системи регулювання частоти та потужності ЕЕС є безперервна підтримка частоти у заданих межах (рис.1).

Аналіз роботи систем первинного та вторинного регулювання показав, що на інтервалі часу від моменту збурення до 5с системна частота підтримується виключно за рахунок накопиченої кінетичної енергії в синхронних обертових масах генераторів. Електрична потужність, отримана з накопиченої кінетичної енергії, називається інерційним відгуком [1], при цьому загальносистемний параметр, який характеризує всю накопичену кінетичну енергію генераторів, електрично приєднаних до ЕЕС, називається постійною інерцією ЕЕС (H_i). У зв'язку з безперервним процесом оперативного керування параметр H_i залежить від часу.

Приєднання до мережі генеруючих потужностей, в тому числі ВДЕ, за допомогою силових перетворювачів (інверторів) зменшує постійну інерцію ЕЕС. Зменшення постійної інерції ЕЕС призводить до пришвидшення перехідних процесів зміни частоти. Зважаючи на це, автоматичне регулювання частоти та потужності (САРЧП) повинно забезпечити швидшу активацію резервів потужності при виникненні небалансу. Проте час активації первинних резервів потужності обумовлений не лише часом

прийняття рішення САРЧП, але й технологічними обмеженнями щодо швидкості завантаження генераторів, виділених під первинне регулювання.

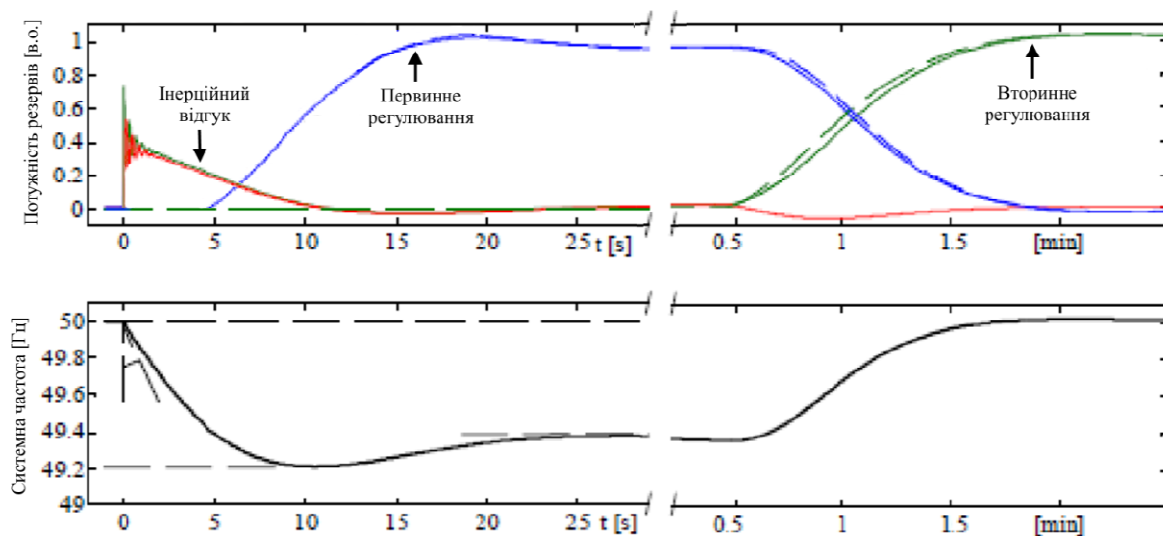


Рис. 1. Часові інтервали, на яких працюють системи первинного та вторинного регулювання частоти та потужності

Мета та завдання

Метою роботи є дослідження способів залучення ВДЕ з інверторним приєднанням до регулювання частоти та потужності, що дозволить вирішити проблему з швидкістю первинного регулювання частоти. Згідно проведених досліджень [2] швидкодія інверторів на завантаження та розвантаження обмежена здебільшого інертністю первинних джерел енергії. Для основних типів ВДЕ, таких як сонячні та вітрові електростанції, розроблені алгоритми керування їхньою потужністю в перехідних режимах [3,4], які дозволяють формувати інерційний відгук. Величина запасів кінетичної енергії безпосередньо пов'язана зі стійкістю ЕЕС. Тому використання описаних у [5] методів керування потужністю ВДЕ необхідно узгоджувати з умовами стійкої та надійної роботи електроенергетичної системи.

Контролер віртуальної інерції ВЕС

Для виробництва електричної енергії за допомогою енергії вітру, використовуються вітрові турбіни, що мають рухомі частини, і, відповідно, мають запас кінетичної енергії. Деякі вітрові турбіни працюють на фіксованій швидкості обертання і можуть бути підключені безпосередньо до мережі. Ці турбіни здатні забезпечити інерційний відгук подібно до синхронних генераторів [5]. Структурну модель типової ВЕС зображено на рис.2.

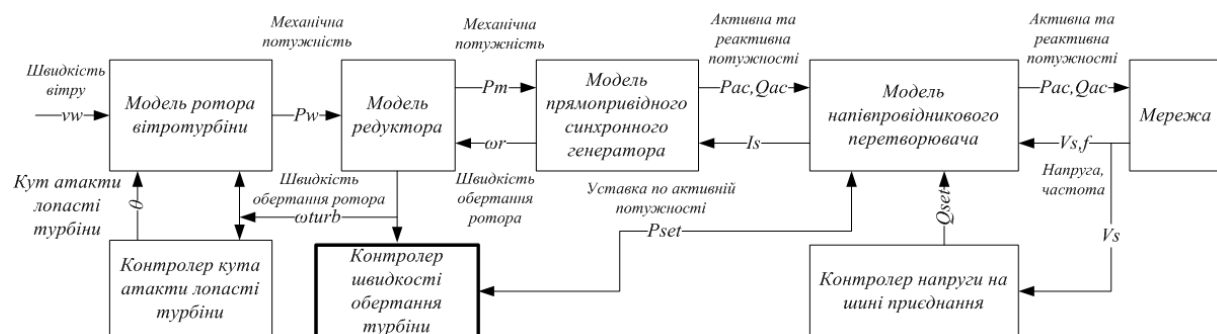


Рис. 2. Структурна модель вітрової електричної станції

На основі даних про поточну частоту обертання турбіни та уставку активної потужності контролер швидкості обертання турбіни (КШОТ) визначає нову оптимальну уставку за активною потужністю, яка відповідає точці максимальної ефективності перетворення енергії вітру. Для видачі додаткової потужності в перехідних режимах контролер віртуальної інерції (КВІ) у складі КШОТ збільшує уставку за активною потужністю. В результаті турбіна ВЕС уповільнюється, контролер оптимальної швидкості обертання (КОШО) протидіє КВІ, зменшуючи уставку за активною потужністю (рис.3). Проте швидкодія КВІ більша ніж КОШО, тому в перехідних режимах уставка КВІ переважає уставку КОШО. В

квазіусталених режимах частота змінюється повільно, тому уставка КВІ наближено дорівнює нулю.

Кількість енергії, яка буде вивільнена при зміні частоти обертання турбіни з ω_{nom} до ω_f у вигляді інерційного відгуку, визначається рівнянням [6] (1)

$$\Delta E_k = \frac{1}{2} J \omega_{nom}^2 \left(1 - \frac{\omega_f^2}{\omega_{nom}^2} \right) \quad (1)$$

де J - момент інерції вітрової турбіни [кг м²].

Для синхронного генератора електрична частота обертання агрегату відповідає системній частоті, тобто зменшення частоти обертання турбіни пропорційне зменшенню частоти мережі.

У випадку вітрової турбіни з інверторним приєднанням швидкість обертання може зменшитись від номінальної частоти обертання аж до мінімального її значення, незалежно від частоти мережі [6] (табл.1).

Таблиця 1

Зміни кінетичної енергії синхронної машини та вітрової турбіни при зміні системної частоти.

Тип генератора	Початкова частота обертання [в.о.]	Кінцева частота обертання [в.о.]	Зміна запасів кінетичної енергії
Синхронний генератор	1	0.99	-2%
Вітрова турбіна	1	0.7	-19%

Вимоги до інерційного відгуку від несинхронних генераторів описані в мережевому кодексі Канади; проект вимог до інерційного відгуку наразі знаходиться на погодженні entso-e [7].

Згідно вимог [7], для підтримки мережі при збуреннях, що призводять до значних небалансів потужності, вітрові турбіни повинні забезпечувати інерційний відгук: "Щоб досягти цього, система керування видачею потужності повинна забезпечити інерційний відгук на рівні еквівалентного синхронного генератора зі сталою часу 3.5с. За вимогою інерційного відгуку регулюючі станції повинні збільшувати свою активну потужність щонайменше на 5% на час не менше 10с."

Відповідно до мережевого кодексу entso-e, у разі виникнення аварійного небалансу за активною потужністю від електростанцій вимагається «відгук» за активною потужністю у формі рис.3 «для обмеження швидкості зменшення частоти при втраті генерації». Реакція повинна бути реалізована протягом 200мс, та «первинна видача додаткової потужності повинна бути узгоджена з рівнем швидкості зміни частоти енергосистеми». Системні оператори повинні визначити часові рамки реалізації підтримки мережі та інтервал відновлення «резервів». Контролер віртуальної інерції повинен містити блок налаштування зони нечутливості до швидкості зміни частоти та блок обмеження потужності.

Згідно вимог entso-e, для створення аналогічного синхронним машинам «інерційного відгуку» ВЕС повинні реалізувати диференціальний закон керування частотою ($\frac{df}{dt}$ – контролер, рис.4а). В свою чергу, згідно вимог Hydro-Quebec ВЕС повинні збільшувати свою активну потужність щонайменше на 5% , на час не менше 10с, тобто реалізувати стрибкоподібний закон регулювання (Δf – контролер, рис.4б).

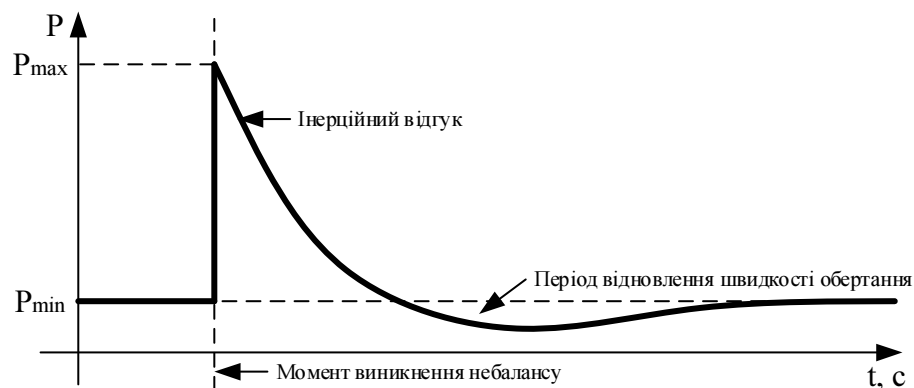


Рис. 3. Форма інерційного відгуку згідно вимог entso-e

Основною задачею Δf -контролера вітротурбіни є формування інерційного відгуку, форма реалізації якого заснована на інформації про наявні запаси кінетичної енергії ВЕС, характері та якості

перехідного процесу ЕЕС, а також інформації про алгоритми та уставки систем релейного захисту та автоматичного управління електричною мережі. У випадку помилкових дій контролера (занадто сильний/слабкий інерційний відгук, зарання/пізня активація, тощо) інерційний відгук може утяжнити перехідний режим. Для вітростанцій контролер віртуальної інерції визначає корекцію уставки «оптимального» моменту для конкретного режиму [8].

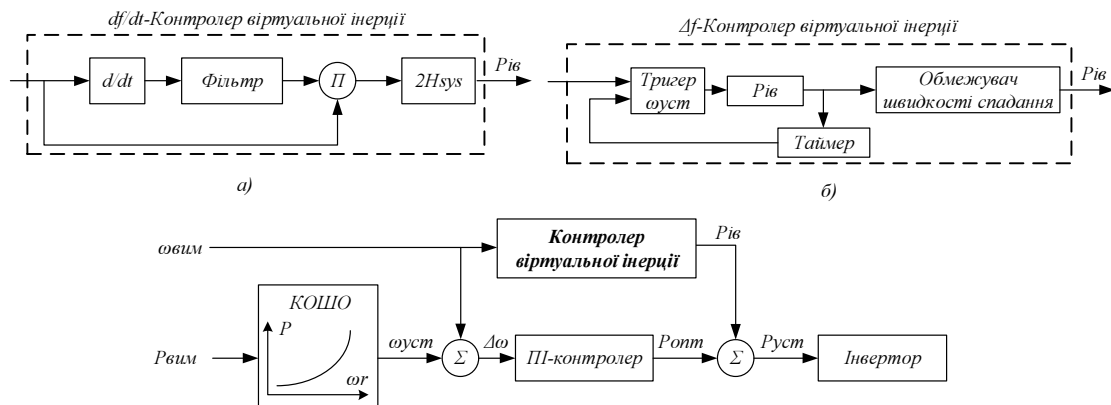


Рис. 4. Контролер віртуальної інерції в складі контролера швидкості обертання турбіни ВЕС

Резерви для інерційного відгуку являють собою додаткову енергію ΔE_{Boost} , яка може бути отримана від вітрогенератора та віддана в електричну мережу для стабілізації перехідного режиму. Важливо зауважити, що ΔE_{Boost} розглядається як резерв на завантаження та розвантаження. Для «безпечного» використання інерційного відгуку ВЕС необхідно визначити:

- 1) Скільки додаткової енергії ΔE_{Boost} може бути згенеровано/поглинуто з мережі вітровою турбіною?
- 2) Протягом якого часу (T_{Boost}) необхідно генерувати/споживати додаткову енергію ΔE_{Boost} ?
- 3) На скільки зміниться власне генерування ВЕС (ΔP_{Drop}), та як зміниться частота обертання вітрогенератора після закінчення інерційного відгуку?
- 4) Скільки потрібно часу ($T_{Recovery}$) для відновлення нормальної роботи ВЕС після інерційного відгуку?

У випадку активації контролера віртуальної інерції на час T_{Boost} , енергетичний баланс набуває вигляду

$$\Delta E_{Aero} - \Delta E_{Electric} - \Delta E_{Losses} - \Delta E_{Kinetic} = 0 \quad (2)$$

де ΔE_{Aero} – зміна в енергії, отриманій з енергії вітру [Дж]; $\Delta E_{Electric}$ – зміна в енергії, згенерованій в мережу [Дж]; ΔE_{Losses} – зміна втрат енергії ВЕС (електричні та механічні) [Дж]; $\Delta E_{Kinetic}$ – зміна енергії, отриманій з кінетичної енергії обертючих частин ВЕС [Дж].

На основі енергетичного балансу типової ВЕС [6] було визначено аналітичну залежність між ΔE_{Aero} , $\Delta E_{Electric}$, ΔE_{Losses} та $\Delta E_{Kinetic}$ з незалежними змінними ΔE_{Boost} , T_{Boost} та $\Delta \omega_t$ (3).

$$-\frac{J_t}{2} \Delta \omega_t^2 + \left(\frac{K_{Aero} R_t V_w^2 T_{Boost} \frac{\partial C_p}{\partial \lambda}}{2} - J_t \omega_t(0) \right) \Delta \omega_t - \Delta E_{Boost} = 0 \quad (3)$$

де K_{Aero} – коригуючий коефіцієнт, що враховує площу захоплення вітру, щільність повітря та математичні константи [в.о.]; R_t – радіус вітрогенератора [м]; V_w – швидкість вітру [м/с]; J_t – момент інерції вітрогенератора [кг м²]; $\frac{\partial C_p}{\partial \lambda}$ – чутливість коефіцієнту потужності вітрогенератора до зміни кутової швидкості обертання;

Важливо відмітити, що згідно (3) зміна частоти обертання турбіни $\Delta \omega_t$ – залежить не тільки від ΔE_{Boost} , але й від T_{Boost} . Причому, у разі зменшення T_{Boost} при постійному ΔE_{Boost} , $\Delta \omega_t$ – зменшується.

Залежність (3) може бути використана для пошуку оптимальних значень T_{Boost} при врахуванні можливих технологічних обмежень ВЕС: мінімальна швидкість обертання турбіни, максимально допустима (короткострокова) швидкість обертання турбіни, максимальне перевантаження за потужністю, максимальне перевантаження за механічним моментом, мінімальна електрична потужність,

максимальна швидкість зміни уставки за потужністю, максимальна зміна потужності за аеродинамічною ефективністю, мінімальна аеродинамічна потужність, обмеження ротора за напругою, струмом, електричною потужністю.

Для контролю запасів кінетичної енергії ВЕС доцільно використати метод обмеження ефективності ВЕС. За допомогою керованих лопатей вітроустановка перетворює потужність потоку повітряної маси в механічну енергію з різною ефективністю. Ефективність перетворення енергії залежить від аеродинамічних характеристик лопатей та чисельно характеризується показником λ :

$$\lambda = R\omega/v \quad (4)$$

де v - швидкість вітру, R - радіус турбіни (робочої зони), ω - кутова швидкість обертання турбіни

Крива ефективності використання енергії вітру $C_p(\lambda)$ показана на рис.5. Дана залежність нелінійна та має максимум у точці $C_p^{opt}(\lambda)$. на оптимальному коефіцієнті λ_{opt} .

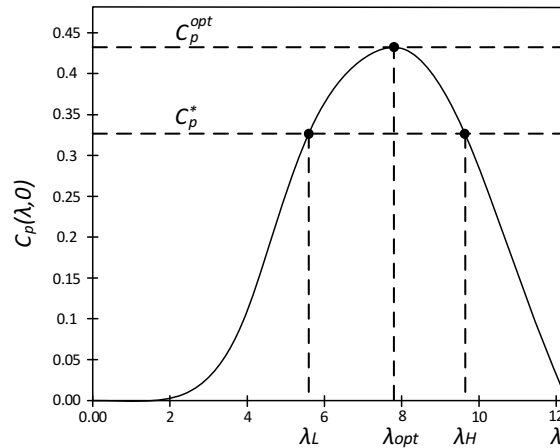


Рис. 5. Крива ефективності перетворення потужності $C_p(\lambda)$.

У загальному випадку потужність турбіни виражається залежністю

$$P(\bar{v}, \lambda) = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 C_p(\lambda) v^3 \quad (5)$$

При роботі турбіни не в точці оптимального використання енергії вітру $\lambda \neq \lambda_{opt}$ вітроустановка працює на зменшеній потужності, яка характеризується коефіцієнтом розвантаження α [9]. На діапазоні $\lambda_l \dots \lambda_h$ коефіцієнт ефективності використання енергії вітру дорівнює $C_p^*(\lambda)$ та більше. Тоді α можна визначити як:

$$\alpha = \left(1 - \frac{C_p^*(\lambda)}{C_p^{opt}(\lambda)} \right) * 100 \quad (6)$$

Для заданої швидкості вітру v та α кутова швидкість турбіни може бути зменшена з ω_h до ω_l в діапазоні:

$$[\omega_l, \omega_h] = \frac{v}{R} [\lambda_l, \lambda_h] \quad (7)$$

Різниця в кінетичній енергії може бути використана для генерування в мережу додаткової енергії ΔE_{Boost} протягом часу T_{Boost} . Таким чином, перехід до неоптимального $C_p^*(\lambda)$ створює резерв кінетичної енергії на вітроустановці.

Кількість кінетичної енергії залежить від робочої швидкості турбіни та інерції ротора згідно з залежністю

$$\Delta E_K(\bar{v}, \lambda_h) = \frac{1}{2} J \left(\frac{\bar{v}}{R} \right)^2 (\lambda_h^2 - \lambda_l^2) \quad (8)$$

де λ_l відповідає такому λ , що $C_p(\lambda_h) = C_p(\lambda_l)$

Результати досліджень

Для дослідження роботи КВІ було вибрано стандартну 14-шинну тестову модель ЕЕС (рис.6а). ВЕС з КВІ встановлено на шині №5. Збурення вноситься на 20-й секунді моделювання, шляхом стрибкоподібного збільшення навантаження на шині №2 (+10МВт). Генератори, що приєднані до шини №1 та №2, беруть участь у первинному регулюванні частоти та потужності.

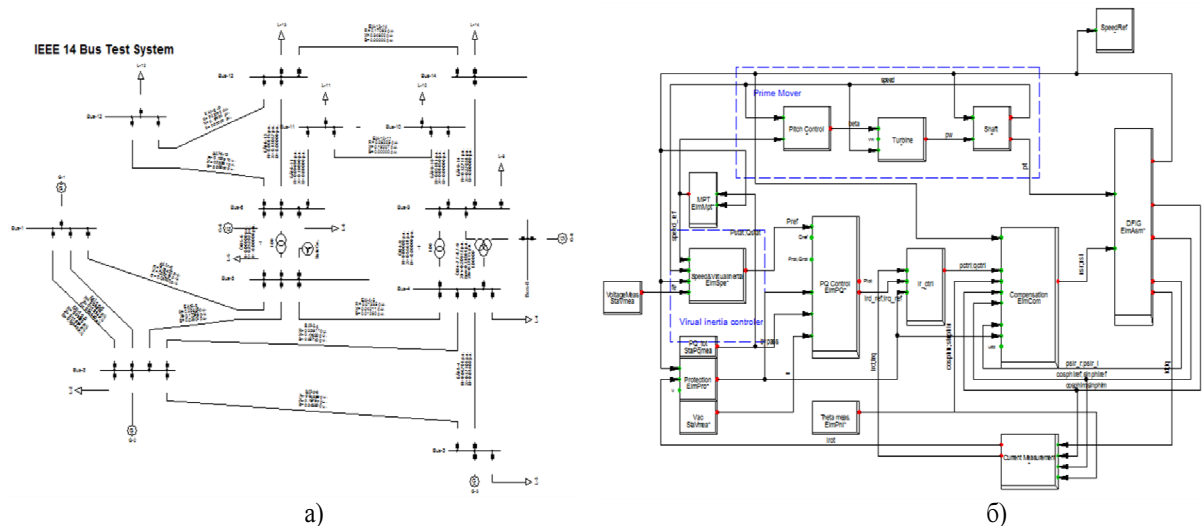


Рис. 6. Тестова мережа для дослідження роботи контролерів віртуальної інерції ВЕС (а); структура автоматичної системи керування вітротурбіною з контролером віртуальної інерції (б)

Для вітрової турбіни використано автоматичну систему керування (рис.6б) з інтегрованим контролером віртуальної інерції. Для дослідження роботи $\frac{df}{dt}$ та Δf – контролерів в перехідних режимах по частоті, було проведено ряд експериментів при аналогічному збуренні (виникнення небалансу – накид навантаження) та при різних уставках (налаштуваннях) контролера віртуальної інерції. Для диференційного регулятора були обрані еквівалентні постійні інерції на рівні 10, 50 та 100с. Для Δf – контролера час видачі додаткової потужності (інерційного відгуку) становив 1, 3, 5, 10с. Отримані результати розрахунку швидкості обертання турбіни, потужності ВЕС та системної частоти зображені на рис.7.

Отримані результати розрахунків (рис.7) свідчать про ефективність використання віртуальної інерції ВЕС в перехідних режимах за частотою. При використанні диференційного КВІ максимальне відхилення частоти зменшилося на 0.2Гц, при уставці КВІ – 100с. При цьому використання оперативного резерву склало 6МВт.

При використанні Δf -контролера максимальне відхилення частоти зменшилося також на 0.2Гц при уставці КВІ – від 1с. При цьому значення частоти наближається до номінального вже на 3-4с після збурення. Проте у фазі відновлення запасів кінетичної енергії Δf -контролер створює небаланс за потужністю, який при уставках 5 та 10с перевищує початковий. Таким чином, Δf -контролер потребує точнішого, порівняно з диференційним, налаштування.

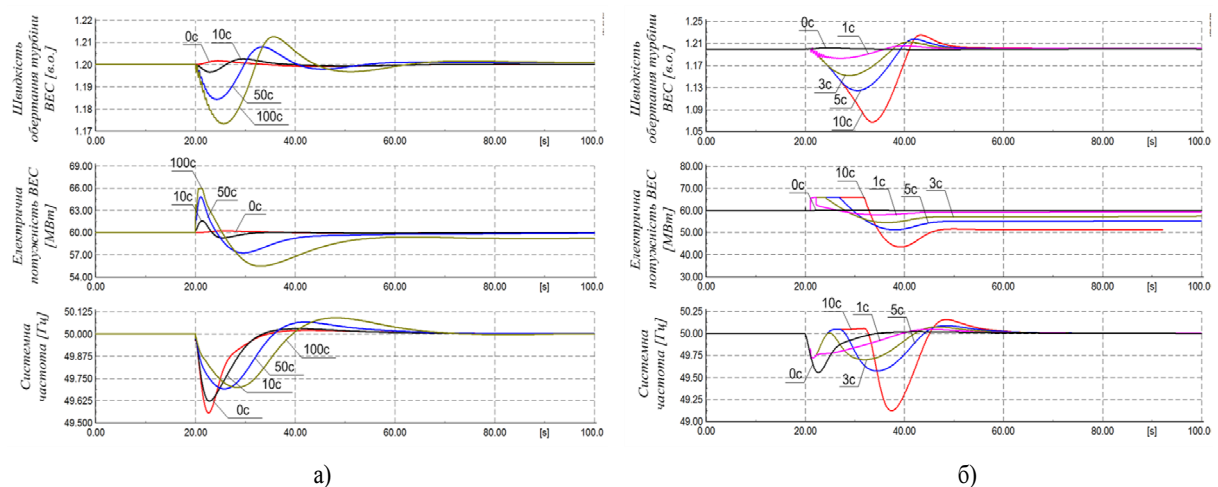


Рис. 7. Результати моделювання роботи: а) df/dt -контролера для різних уставок віртуальної інерції; б) Δf -контролера для різних уставок часу видачі інерційного відгуку

Висновки.

Досліджено вплив відновлюваних джерел енергії на режим по частоті ЕЕС та роботу систем регулювання частоти та потужності. Отримані результати свідчать про технічну можливість залучення ВЕС до регулювання потужності в перехідних режимах за частотою. Приєднання до мережі генеруючих потужностей, за допомогою силових перетворювачів (інверторів) зменшує постійну інерції ЕЕС, що призводить до пришвидшення перехідних процесів за частотою. Результати моделювання перехідних процесів зміни частоти в ЕЕС $\frac{df}{dt}$ -контролером віртуальної інерції показали, що ефективність використання диференціального закону керування потужністю ВЕС не залежить від швидкості вітру та режиму мережі. Результати дослідження Δf -контролера показали необхідність точного налаштування контролера віртуальної інерції ВЕС, на основі поточних даних щодо швидкості вітру та з урахуванням технологічних обмежень виробництва електричної енергії за допомогою ВЕС. У випадку некоректного налаштування Δf -контролера небаланс потужності, що створює ВЕС у фазі відновлення швидкості обертання, може перевищити початкове збурення. Крім того, при використанні Δf -контролера час видачі додаткової потужності повинен узгоджуватися з динамічними характеристиками вітротурбіни. Аналіз математичної моделі показав, що при зменшенні часу інерційного відгуку при постійних рівнях додаткової енергії, відхилення частоти обертання турбіни зменшується. Результати моделювання (рис.7б) підтверджують, що зміна частоти обертання турбіни залежить не лише від кількості енергії, відданої в мережу, але й від часу видачі.

Список літератури

1. F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, W. Stemmet and K. Folly, "Effects of the Synthetic Inertia from Wind Power on the Total System Inertia after a Frequency Disturbance," Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa, 9-13 July 2012
2. J.F. Conroy and R. Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.2, pp.649,656, May 2008
3. J. Brisebois and N. Aubut, "Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Quebec's Specific Need," Power and Energy Society General Meeting, 24-29 July 2011
4. X. Lie, "Coordinated Control of DFIG's Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance," IEEE Transactions on Power Electronics, vol.23, no.3, pp.1041,1049, May 2008
5. Amund Strømnes Øverjordet, "Synthetic Inertia from Wind Farms - Impacts on Rotor Angle Stability in Existing Synchronous Generators" M.Sc. thesis. Ås, Norwegian University of Life Sciences, 74 p.
6. M. H. Bollen and F. Hassan, "Integration of Distributed Generation in the Power System". John Wiley & Sons. Institute of Electrical and Electronics Engineers Press. Pp 7. 2011
7. M. Wang-Hansen, R. Josefsson, and H. Mehmedovic, "Frequency Controlling Wind Power - Modeling of Control Strategies," AF Industry, 2012
8. Tielens, P.; De Rijcke, S.; Srivastava, K.; Reza, M.; Marinopoulos, A.; Driesen, J. "Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix", Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, On page(s): 1 – 8
9. B.G. Rawn, M. Gibsecu, and W.L. Kling, "A Static Analysis Method to Determine the Availability of Kinetic Energy from Wind Turbines", accepted for PES General Meeting, July 2010.

A.S. Yandulskyy, A.B. Nesterko

National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute"

RESEARCH OF THE IMPACT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES WITH VIRTUAL INERTIA ON THE PROCESS OF POWER SYSTEM LOAD FREQUENCY CONTROL

The impact of renewables on the basic parameters of electric power systems (EPS) mode in transient conditions causes changes in the control fundamentals of electric power systems (EPS). Under new conditions, control systems must support the basic mode parameters within specified limits and maintain standardized safety factor. Ensuring stable operation is a priority control mode of EPS. The introduction of renewables puts new demands for speed and data management systems of EPS. Coupling RES with the network using power converters (inverters) reduces inertia constant of EPS. Reducing constant inertia of EPS leads to acceleration of frequency change transients. The article suggested approaches to planning kinetic energy reserves of EPS and using virtual inertia controllers for the main types of renewable energy sources to decelerate frequency change transients.

Keywords: load frequency control, renewable energy sources, wind turbine, the kinetic energy, inertial response

1. F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, W. Stemmet and K. Folly, "Effects of the Synthetic Inertia from Wind Power on the Total System Inertia after a Frequency Disturbance," Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa, 9-13 July 2012
2. J.F. Conroy and R. Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.2, pp.649,656, May 2008
3. J. Brisebois and N. Aubut, "Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Quebec's Specific Need," Power and Energy Society General Meeting, 24-29 July 2011
4. X. Lie, "Coordinated Control of DFIG's Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance," IEEE Transactions on Power Electronics, vol.23, no.3, pp.1041,1049, May 2008
5. Amund Strømnes Øverjordet, "Synthetic Inertia from Wind Farms - Impacts on Rotor Angle Stability in Existing Synchronous Generators" M.Sc. thesis. Ås, Norwegian University of Life Sciences, 74 p.
6. M. H. Bollen and F. Hassan, "Integration of Distributed Generation in the Power System". John Wiley & Sons. Institute of Electrical and Electronics Engineers Press. Pp 7. 2011
7. M. Wang-Hansen, R. Josefsson, and H. Mehmedovic, "Frequency Controlling Wind Power - Modeling of Control Strategies," AF Industry, 2012
8. Tielens, P.; De Rijcke, S.; Srivastava, K.; Reza, M.; Marinopoulos, A.; Driesen, J. "Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix", Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, On page(s): 1 – 8
9. B.G. Rawn, M. Gibsecu, and W.L. Kling, "A Static Analysis Method to Determine the Availability of Kinetic Energy from Wind Turbines", accepted for PES General Meeting, July 2010.

УДК 621.311

А. С. Яндульский, д-р техн. наук, профессор, А.Б. Нестерко
Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С
ВИРТУАЛЬНОЙ ИНЕРЦИЕЙ НА ПРОЦЕСС РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Влияние возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на основные режимные параметры электроэнергетической системы (ЭЭС) в установившихся и переходных режимах приводит к изменению в работе систем управления ЭЭС. В условиях переменного генерирования ВИЭ, системы управления должны поддерживать основные режимные параметры в заданных пределах и обеспечивать устойчивую работу ЭЭС, что является первоочередной задачей управления режимом. Внедрение ВИЭ предъявляет новые требования к быстродействию и информационному обеспечению систем управления. Присоединение к сети ВИЭ с помощью силовых преобразователей (инверторов) уменьшает постоянную инерции ЕЭС, ведет к ускорению переходных процессов изменения частоты. В статье предложены подходы к планированию резервов кинетической энергии ЭЭС и использования контроллеров виртуальной инерции ветровых электростаций для уменьшения скорости переходных процессов изменения частоты ЭЭС.

Ключевые слова: регулирование частоты и мощности, возобновляемые источники энергии, ветровая турбина, кинетическая энергия, инерционный отклик.

Надійшла 23.02.2015
Received 23.02.2015

Б.С. Сорока, д-р. техн. наук, професор; М.В. Воробйов, канд. техн. наук, наук. співр.
Інститут газу НАН України
С.О.Хавін канд. техн. наук, доцент; Ю.О. Довбня
Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут"

ПОКРАЩЕННЯ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕКУПЕРАТИВНИХ ТЕПЛООБМІННИКІВ З ВТОРИННИМИ ВИПРОМІНЮВАЧАМИ

У роботі представлені результати порівняльних експериментальних досліджень теплообміну і аеродинаміки в високотемпературних рекуператорах авторської та альтернативних конструкцій. Дослідження проводилися на вогневому стенді з метою порівняння характеристик дослідних секцій ВД гладкотрубних петлевих рекуператорів і зразків з інтенсифікаторами теплообміну різної геометрії: 1) конструкцій SP зі спіральними вставками, встановленими по всій довжині теплообмінних труб (відносний крок спіралей $\sigma = s/d = 4,0$). Такі рекуператори відповідають існуючим закордонним аналогам; 2) конструкції MD авторської розробки з гнучкими хрестоподібними вставками – вторинними випромінювачами, встановленими по всій довжині теплообмінних труб. Визначено теплотехнічні та теплогідравлічні переваги запропонованих рекуператорів типу MD порівняно із закордонними конструкціями зі спіральними вставками – турбулізаторами і традиційними вітчизняними гладкотрубними рекуператорами.

Ключові слова: адіабатні вставки, вторинний випромінювач, високотемпературний рекуператор, інтенсифікація теплообміну, спіральний турбулізатор, теплогідравлічна ефективність.

Вступ. Сучасні трубчасті теплообмінники, як правило, забезпечуються внутрішніми вставками для інтенсифікації теплообміну всередині труб. У разі відносно невисоких температур процесів основне призначення вставок або пристінних пристроїв, що збільшують шорсткість поверхонь або викликають регулярні та нерегулярні збурення течії – турбулізація пограничного шару та інтенсифікація конвективного теплообміну. У разі підвищених або високих температур первинного теплоносія (аж до 1000 °C і більше) основне призначення вставок – створення додаткових адіабатних поверхонь, які отримують тепло випромінюванням від теплообмінних труб і передають його конвекцією повітряному чи іншому теплоносію.

Використання вторинних випромінювачів в каналах рекуперативних теплообмінників є ефективним прийомом інтенсифікації теплообміну як у випадку їх встановлення в повітряному потоці (трубчасті конвективні рекуператори), так і в потоці продуктів згоряння (радіаційні щілинні і кошикового типу рекуператори).

На відміну від інтенсифікації за рахунок встановлення різних турбулізаторів, теплообмінна ефективність яких зростає при випереджаючому різкому зростанні гідравлічного опору, вторинні випромінювачі впливають через збільшення поверхні теплообміну простої геометрії при помітному зростанні опору тракту.

Основні характеристики трубчастих рекуператорів провідних світових виробників представлені в табл. 1. Як вставки для високотемпературних рекуператорів деякі зарубіжні фірми використовують спіральні завихрювачі. Така геометрія вставок забезпечує можливість їх розміщення на криволінійних ділянках труб, що виконують роль компенсаторів термічної деформації: в U-подібних елементах петель – для рекуператорів з одною трубної дошкою (рис. 1, а) або на вигнутих ділянках труб (вигин спрямований по або проти потоку первинного теплоносія) – у разі двох трубних дошок (рис. 1, б).

Незважаючи на експериментальне підтвердження принципових переваг використання вставок – вторинних випромінювачів в теплообмінних трубах виявлені в попередніх дослідженнях [1; 2]:

- підвищення температури T_a підігріву теплоносія, що подається в труби;
- зниження температури стінок T_w теплообмінних труб
- зближення температури стінок T_w і повітря T_a (зменшення $T_w - T_a$).

До останнього часу не були визначені системні закономірності, що стосуються теплотехнічних, гідравлічних і теплогідравлічних характеристик теплообмінних труб рекуператорів, в тому числі високотемпературних:

- при розміщенні вторинних випромінювачів безперервно по всій довжині труб, петель, секцій,